

高压采气管线堵塞原因及应对措施

张艳玲¹ 李明国¹ 邓雄² 李善均¹

(1. 中国石油西南油气田公司 2. 西南石油大学)

张艳玲等. 高压采气管线堵塞原因及应对措施. 天然气工业, 2008, 28(6): 114-117.

摘要 为缩短产能建设周期, 节省投资, 中国石油西南油气田公司重庆气矿很多补充开发井都采取了建设高压采气管线、实现无人值守的建站方式。但由于管线投产初期井下脏物较多、运行压力高等原因, 管线冬季堵塞频繁, 影响了气井的正常生产。对重庆气矿 14 条高压采气管线投产以来造成堵塞的各种因素进行分析总结, 探讨了高压采气管线保温、防冻剂加注、优化生产集输参数等主要的管线防冻措施, 提出了相应的意见和建议。

关键词 高压 采气 管道 堵塞 原因 措施 探讨

一、高压采气管线基本情况

中国石油西南油气田公司重庆气矿(以下简称气矿)2004年至2007年7月投产无人值守高压采气管线14条, 分布于重庆市忠县、开县、开江、梁平、万州作业区, 管线多采用憎水型复合硅酸盐保温材料(600 mm×400 mm×20 mm), 管材为20 G 高压锅炉用钢管。管线总长20.23 km, 设计压力18~32 MPa, 目前部分高压管线运行压力已降到10 MPa以下, 管径多为 $\varnothing 83$ mm、 $\varnothing 76$ mm。产水最多3 m³/d, 产气量最大28×10⁴ m³/d。H₂S含量为0.016~

6.2 g/m³。14条高压采气管线投产初期都发生过几次堵塞, 其中部分管线堵塞时间长, 严重影响了气井生产。

二、堵塞因素分析

1. 管线输送压力和温度的影响

(1) 不同管输压力下管线堵塞分析

利用高压采气管线水合物预测软件, 对气井不同工况条件下水合物生成温度进行预测, 并根据进站温度、水合物形成温度和管线最大温降梯度计算出管线能够输送距离, 数据见表1。

表1 气井不同工况条件下水合物生成温度预测表

管线	压力 (MPa)	输气量 (10 ⁴ m ³ /d)	出站温度 (°C)	进站温度 (°C)	水合物形成温度 (°C)	温降梯度 (°C/100 m)	管线长度 (m)	管线堵塞	计算管线输送距离 (m)
天东 96 井	28.7	9.0	24.0	17	21.85	0.57	1 500	会	650
	25.3	12.8	27.0	20	20.88			可能	1 346
	24.0	16.0	29.0	22	20.48			不会	1 780
天东 99 井	16.4	5.6	23.2	12	19.98	0.60	1 850	会	520
	9.8		27.0	17	16.00			不会	2 016
天东 98 井 —天东 1 井	8.4	7.8	26.0	15	14.77	1.05	1427	可能	1 450
	9.1	7.8	28.0	15	15.05				1 420
天东 108 井 —天东 55 井	11.7	25.0	43.0	24	17.39	0.77	2 460	不会	3 318
	13.0	25.0			18.20				3 213
池 71 井 —池 64 井	15.9	15.3	35.3	29	16.51	0.86	700	不会	1 453
	10.0	14.7	35.2	27	16.51				1 221
峰 17 井	10.86	7.5	29.0	22.5	18.20	0.56	1 600	不会	2 368

作者简介: 张艳玲, 女, 1977年生, 工程师, 学士; 2000年毕业于大庆石油学院石油工程专业, 主要从事油气田开发生产与研究工作。地址: (400021) 重庆市江北区大石坝大庆村气田开发工艺研究所。电话: (023) 67311908, 13638323975。E-mail: zyl0424@petrochina.com.cn

从表1可知,天东96井管线堵塞的原因主要是运行压力高,冬季若以 $9 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 生产,管输压力28.7 MPa,计算管线输送距离为650 m,预测管线必然会堵塞。若按 $16 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 生产,管输压力为24 MPa,预测管线可输送1.78 km,不会堵塞,所以通过改变天东96井的生产制度,可解决管线冬季堵塞问题。天东99井在相同气量下,管输压力16.4 MPa时,进站温度低于水合物形成温度,管线会堵塞,若管输压力降到9.8 MPa时,水合物形成温度下降,管线不会发生堵塞。天东98井—天东1井管线进站温度接近水合物预测温度,值班人员注意摸索规律,观察压差变化,管线不会发生堵塞。天东108井—天东55、池71井—池64、峰17井—峰11井3条管线进站温度远高于水合物形成温度,管线不会发生堵塞。

(2) 温度对管线堵塞影响

通过2006年8月~11月在高压采气管线进出站处安装地温测试桩(共14处,埋深60~100 cm不等),对几条高压采气管线所在区域气温、地温数据进行测试。通过数据分析,1~2月、12月为全年气温、地温最低时期(此段时间管线堵塞最严重)。2007年最低气温1℃,2006年最低气温2℃,两年最低气温相差不多。

图1为池37井在起点温度为40℃时,不同地温下的沿程温度分布及水合物生成曲线。从图1可

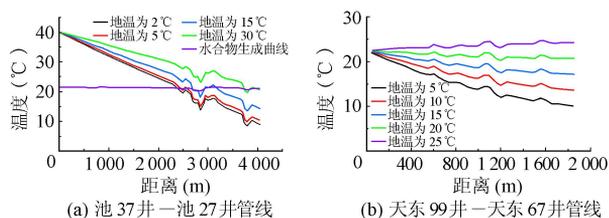


图1 不同地温下管线沿程温度分布规律图

以看出:地温对管线沿程温度的影响非常大,不同地温下管线沿程温降不同,地温越高,管线沿程温降越小^[1]。地温小于15℃时(最大温降11℃/km)池37—池27井管线输送至2.6 km左右基本无法输送,所以池37—池27井管线在冬季11月至次年4月之间气温下降到15℃以后,池27井无法进行气举生产。天东99—天东67井管线在地温为10℃时,沿程温降9℃左右,实际测得管线最大温降10.8℃,说明修正后理论公式计算比较符合实际,当天东99井投产初期管输压力15 MPa时,水合物形成温度为19.3℃,由图1-b可知当地温下降到15℃以

后,管线可能会发生堵塞现象。从以上理论分析及管线实际运行可知,温度对管线冬季运行影响很大,通过对管线的埋深来提高地温,减少管线沿程温降很重要。

2. 井下脏物对管线堵塞的影响

所有高压管线投产初期都存在堵塞现象,脏物是堵塞的主要影响因素,并因污物量、气井工况及投产时间的不同,导致管线堵塞程度和时间不同。为减少井下脏物对气井生产的影响,投产初期应对气井进行充分放喷,以净化井底减少管线堵塞时间。

3. 沿线环境对管线堵塞的影响

根据现场踏勘的9条高压采气管线,池37—池27井及天东98井—天东1井2条管线沿线环境最恶劣,管线高差最大,对冬季生产造成一定影响。管线高程对管线沿线压力、温度影响很大,优化管线走向设计非常重要。分析可知:随着管线位置变化,由于压力的变化引起各点的水合物生成温度也发生变化。进站管线的温度最低,但并非在进站处形成的水合物温度最低。因此,进行管线设计时对水合物形成温度预测要综合考虑,不能以终点不会形成水合物,就认为管线沿程都不生成水合物。

4. 高压采气管线流速对管线堵塞的影响

根据各管道起终点压力和管道相关参数,计算出管流速度(见表2)。

表2 高压采气管线流速计算表

管 线	实际流量 ($10^4 \text{ m}^3/\text{d}$)	实际流速 (m/s)
天东96—天东90井	9.0	4.39
	16.5	8.04
天东99—天东67井	5.2	2.28
	6.5	2.85
天东98—天东1井	7.5	3.29
天东108—天东55井	28.0	11.09
	25.0	9.91
池37—池27井	6.0	4.78
	5.0	3.99
池71—池64井	16.1	7.85
池037-1—池37井	25.0	12.19
峰20—峰6井	6.8	3.31
天东97X—五科1井	1.4	0.98

从表2知,天东99井以 $(5.2 \sim 6.5) \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 、天东97X井以 $1.4 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 生产时低于管线最低流速要求(3 m/s),对于产水气井且投产初期井下污物较多的气井(特别是投产时间在上年11月到次年

3月之间的气井),如天东99井,其管流速度较低且低于最低携水能力要求,管线很容易在低洼处形成积液,给水合物形成提供了条件,流速低是天东99井—天东67井管线冬季冻堵频繁的主要原因。而天东97X井—五科1井管流速度更低,但天东97X井本身不产水,流速对天东97X井—五科1井管线运行影响不大。因此,在管径设计计算时,应根据输量、压力、携液能力综合考虑,优化选择。

三、防冻堵措施探讨

防止水合物堵塞的有效方法是避免在水合物形成区域温度、压力条件的形成^[2]。可以通过绝热或掩埋管线以减少热量散失或通过选择流量参数,保持较高的流速以减小管线滞留时间来完成^[3]。但流体通路越长,所遇到的温度、压力条件范围就越大,这种方法也就不适用了,应考虑其他预防措施。

目前部分气井井口有缓蚀剂滴注罐,能实现对井筒的缓蚀剂加注,但井口设计中没有考虑对高压采气管线接防冻剂、缓蚀剂加注工艺设施(天东96井除外),无法实现防冻剂及缓蚀剂加注。管线堵塞后多采用降压法进行解堵,而2006年及以前投产的无人值守井的井口无放空装置,无法进行井口放空。当高压采气管道某一段发生堵塞后,只能在管线末端使用进站放空阀放空降压进行解堵。尤其当管道完全堵死后,堵塞段前后压差过大,给气井生产带来较大安全隐患。为确保新建高压采气管线安全运行、顺利越冬,对主要的防冻堵措施进行分析。

1. 高压采气管线保温措施分析

(1) 保温施工要求

管道保温施工应符合设计要求,一般按保温层、防潮层、保护层的顺序施工^[4-5]。

保温施工应在管道试压及防腐合格后进行,施工前管道表面应保持清洁干燥。

垂直管道的保温应自下而上地进行。垂直高度超过5m的,施工时每隔3~5m焊接1个支撑托板,支撑托板应焊在管壁上,宽度为保温厚度的1/3~1/2,保温管道支架处应留有膨胀伸缩缝,并用石棉绳或玻璃棉堵塞。

防水层在搭接时,其宽度应为30~50mm,并缝口朝下,与保温层应捆扎牢固。防水层应完整严密、厚度均匀、无气孔、鼓泡和开裂等缺陷。

保护层在搭接时,其宽度应为30~50mm,端部应封闭。若用金属作为保护层,应压边,箍紧,不得有脱壳或凹凸不平,其环纵缝应搭接或咬口。

(2) 国内外埋地管道保温结构

保温结构的设计直接关系到保温效果、投资费用、使用年限等问题。目前国外采用的管道保温结构基本形式为:钢管—防腐层—保温层—防水保护层,构成管道三防体系。为确保防腐保温设计的可靠性,美国保温界认为,实现结构的整体严密性是保温设计的基准。据日本测算,由于热伸缩缝引起保温结构开裂而造成的热损失约占保温管道总散热损失的30%。因此,在结构设计时必须保证工程投产后特别是若干年后防腐保温结构仍然严密无缝。

(3) 保温分析实例

池37井—池27井管线:

池37井保温前出站温度为60℃,保温后出站温度70℃,保温层厚度60mm,管线运行压力15.7MPa,输量 $(4\sim6)\times 10^4\text{ m}^3/\text{d}$,产水 $2\text{ m}^3/\text{d}$,地温12℃。池37井—池27井高压气举管线保温前后沿程温降如图2所示。

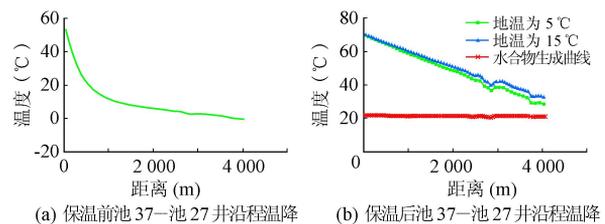


图2 池37井—池27井管线保温前后沿程温度变化曲线图

从图2-a中可知,管线在不保温时,在距池37井600~700m处,沿程温降已到20℃,水合物形成温度按22.6℃计算,则池37井到池27井管线在上述条件下运行不到1000m,管线就会发生堵塞。从图2-b可知,管线在采取全线保温措施后,在上述生产条件下,即使地温为5℃时,沿程温度始终高于水合物形成温度,管线不会发生堵塞。

2. 防冻剂加注措施分析

防冻剂加注工艺简单,一种是在无人值守井井口设计中考虑防冻剂、缓蚀剂加注工艺设施,实现高压采气管线防冻剂及缓蚀剂加注,同时在安装注气管线和加注管线时应达到一定压差;加注管径应考虑药剂粘度等所产生的阻力影响,综合分析计算后确定,以便顺利加注。另外,可以通过在有人值守站安装防冻剂加注装置及高压加注管线工艺到无人井口后将防冻剂加注到采气管线,此方法效果较好,但投资相对较高。

3. 优化生产集输参数分析

液态水存在是水合物生成的必要条件之一,如

果在高压采气中确保管线不积液,即集输气量能携带出集输过程中分离出的游离水,将非常有利于防止气矿丘陵地区管线的堵塞。

假设输送温度为 20 °C,天然气相对密度 0.57,则最小输气量与管径、压力之间的关系见图 3-a;假设输送压力为 20 MPa,天然气相对密度为 0.57,则最小输气量与管径、温度之间的关系见图 3-b。

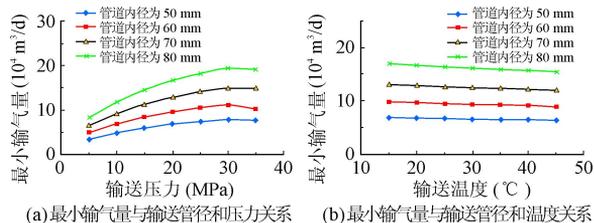


图 3 最小输气量与管径、压力、温度之间的关系图

从图 3-a 上可以看出,随着输送压力的增加,携液的最小输气量增加,相同输气压力下管径越大,所需携液的最小输气量也越大;当压力超过一定值(该输送条件为 30 MPa 左右)时,所需携液的最小输气量有减小的趋势^[5]。因此,在气井集气管线携水设计时,必须进行系统分析,确定合理的管径和气井生产制度,防止输送过程中管线积液。从图 3-b 上可知,随着输送温度的增加,携液的最小输气量略有减小,在相同的输气温度下,管径越大,所需携液的最小输气量也越大。

四、结论与建议

1. 结论

(1)从管流速度计算及管线实际运行情况分析认为,对类似天东 99 井等产水井的高压采气管线,需从携液和防冻堵两方面来优化管径。

(2)对类似池 37—池 27 井的高压采气管线(高差大、管线长、气井产水,在地温 15 °C 以下时,不采

取保温措施冬季无法生产),根据措施分析输送起点温度为 60~70 °C 时,对管线采取全线保温的措施,冬季能够正常生产。

(3)针对重庆地区气候及所建高压采气管线无人值守的特点,对管长 5 km、气井产水 2 m³/d 以下、高差在 100 m 以内的高压采气管线,在进行管径优化设计后,采用硅酸盐保温和防冻剂加注相结合的措施,方便经济且能有效防止管线冬季堵塞。

2. 建议

(1)多数高压采气管线主要是投产初期脏物堵塞。因此,对于新井,井口应设高压放空装置,对井口进行充分放喷,以净化井底。

(2)高压采气管线在设计计算时,应充分考虑气井产水及沿线高程的影响,并对水合物形成温度详细计算说明;应对管径进行优化,考虑流速的影响,确保管线不积液;保温加热措施应进行论证计算,然后择优选择,若论证措施均难以实施或经济评价不合理时,只有利用常规的集气方式。

参 考 文 献

- [1] 李长俊. 天然气管道输送[M]. 北京:石油工业出版社, 2000.
- [2] 喻西崇,郭建春,赵金州,等. 井筒和集输管线中水合物生成条件的预测[J]. 西南石油学院学报, 2002, 24(2): 65-67.
- [3] 田园,谢英,袁宗明,等. 利用瞬态质量流量脉冲监测天然气管道堵塞[J]. 西南石油大学学报, 2008, 30(1): 154-156.
- [4] 诸林. 天然气加工工程[M]. 北京:石油工业出版社, 1996.
- [5] 刘双全,吴晓东,吴革生,等. 气井井筒携液临界流速和流量的动态分布研究[J]. 天然气工业, 2007, 27(2): 104-106.

(修改回稿日期 2008-04-15 编辑 罗冬梅)